



## Editorial: Numerical Modeling in the Geosciences

Jean E. Roberts

### ► To cite this version:

Jean E. Roberts. Editorial: Numerical Modeling in the Geosciences. Oil & Gas Science and Technology  
- Revue d'IFP Energies nouvelles, 2014, 69 (4), pp.507-513. 10.2516/ogst/2014027 . hal-01933400

**HAL Id: hal-01933400**

**<https://hal.science/hal-01933400>**

Submitted on 23 Nov 2018

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



*This paper is a part of the hereunder thematic dossier published in OGST Journal, Vol. 69, No. 4, pp. 507-766 and available online [here](#)*

Cet article fait partie du dossier thématique ci-dessous publié dans la revue OGST, Vol. 69, n°4 pp. 507-766 et téléchargeable [ici](#)

DOSSIER Edited by/Sous la direction de : **Z. Benjelloun-Touimi**

## Geosciences Numerical Methods Modélisation numérique en géosciences

*Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles*, Vol. 69 (2014), No. 4, pp. 507-766

Copyright © 2014, IFP Energies nouvelles

- |  |   |
|--|---|
| <p>507 &gt; Editorial<br/>J. E. Roberts</p> <p>515 &gt; <i>Modeling Fractures in a Poro-Elastic Medium</i><br/>Un modèle de fracture dans un milieu poro-élastique<br/>B. Ganis, V. Girault, M. Mear, G. Singh and M. Wheeler</p> <p>529 &gt; <i>Modeling Fluid Flow in Faulted Basins</i><br/>Modélisation des transferts fluides dans les bassins faillés<br/>I. Faille, M. Thibaut, M.-C. Cacas, P. Havé, F. Willien, S. Wolf, L. Agelas and S. Pegaz-Fiornet</p> <p>555 &gt; <i>An Efficient XFEM Approximation of Darcy Flows in Arbitrarily Fractured Porous Media</i><br/>Une approximation efficace par XFEM pour écoulements de Darcy dans les milieux poreux arbitrairement fracturés<br/>A. Fumagalli and A. Scotti</p> <p>565 &gt; <i>Hex-Dominant Mesh Improving Quality to Tracking Hydrocarbons in Dynamic Basins</i><br/>Amélioration de la qualité d'un maillage hexa-dominant pour la simulation de l'écoulement des hydrocarbures<br/>B. Yahiaoui, H. Borouchaki and A. Benali</p> <p>573 &gt; <i>Advanced Workflows for Fluid Transfer in Faulted Basins</i><br/>Méthodologie appliquée aux circulations des fluides dans les bassins faillés<br/>M. Thibaut, A. Jardin, I. Faille, F. Willien and X. Guichet</p> <p>585 &gt; <i>Efficient Scheme for Chemical Flooding Simulation</i><br/>Un schéma numérique performant pour la simulation des écoulements d'agents chimiques dans les réservoirs pétroliers<br/>B. Braconnier, E. Flauraud and Q. L. Nguyen</p> <p>603 &gt; <i>Sensitivity Analysis and Optimization of Surfactant-Polymer Flooding under Uncertainties</i><br/>Analyse de sensibilité et optimisation sous incertitudes de procédés EOR de type surfactant-polymère<br/>F. Douarche, S. Da Veiga, M. Feraille, G. Enchéry, S. Touzani and R. Barsalou</p> <p>619 &gt; <i>Screening Method Using the Derivative-based Global Sensitivity Indices with Application to Reservoir Simulator</i><br/>Méthode de criblage basée sur les indices de sensibilité DGSM : application au simulateur de réservoir<br/>S. Touzani and D. Busby</p> | <p>633 &gt; <i>An Effective Criterion to Prevent Injection Test Numerical Simulation from Spurious Oscillations</i><br/>Un critère efficace pour prévenir les oscillations parasites dans la simulation numérique du test d'injection<br/>F. Verga, D. Viberti, E. Salina Borello and C. Serazio</p> <p>653 &gt; <i>Well Test Analysis of Naturally Fractured Vuggy Reservoirs with an Analytical Triple Porosity – Double Permeability Model and a Global Optimization Method</i><br/>Analyse des puits d'essai de réservoirs vacuolaires naturellement fracturés avec un modèle de triple porosité – double perméabilité et une méthode d'optimisation globale<br/>S. Gómez, G. Ramos, A. Mesejo, R. Camacho, M. Vásquez and N. del Castillo</p> <p>673 &gt; <i>Comparison of DDFV and DG Methods for Flow in Anisotropic Heterogeneous Porous Media</i><br/>Comparaison des méthodes DDFV et DG pour des écoulements en milieu poreux hétérogène anisotrope<br/>V. Baron, Y. Coudière and P. Sochala</p> <p>687 &gt; <i>Adaptive Mesh Refinement for a Finite Volume Method for Flow and Transport of Radionuclides in Heterogeneous Porous Media</i><br/>Adaptation de maillage pour un schéma volumes finis pour la simulation d'écoulement et de transport de radionucléides en milieux poreux hétérogènes<br/>B. Amaziane, M. Bourgeois and M. El Fatini</p> <p>701 &gt; <i>A Review of Recent Advances in Discretization Methods, a Posteriori Error Analysis, and Adaptive Algorithms for Numerical Modeling in Geosciences</i><br/>Une revue des avancées récentes autour des méthodes de discrétisation, de l'analyse a posteriori, et des algorithmes adaptatifs pour la modélisation numérique en géosciences<br/>D. A. Di Pietro and M. Vohralik</p> <p>731 &gt; <i>Two-Level Domain Decomposition Methods for Highly Heterogeneous Darcy Equations. Connections with Multiscale Methods</i><br/>Méthodes de décomposition de domaine à deux niveaux pour les équations de Darcy à coefficients très hétérogènes. Liens avec les méthodes multi-échelles<br/>V. Dolean, P. Jolivet, F. Nataf, N. Spillane and H. Xiang</p> <p>753 &gt; <i>Survey on Efficient Linear Solvers for Porous Media Flow Models on Recent Hardware Architectures</i><br/>Revue des algorithmes de solveurs linéaires utilisés en simulation de réservoir, efficaces sur les architectures matérielles modernes<br/>A. Anciaux-Sedrakian, P. Gottschling, J.-M. Gratien and T. Guignon</p> |
|--|---|

# Editorial

## NUMERICAL MODELING IN THE GEOSCIENCES

Jean E. Roberts

*INRIA Paris-Rocquencourt*

Even if twenty years ago one might hear predictions that the advancements in computing capacity of the days' modern machines would put an end to the need for new numerical techniques for modeling in the geosciences, nothing could be farther from the truth. In spite of, and to some extent because of, continued improvements in computing capacity, there is an ever growing need for new techniques in numerical simulation. This statement is corroborated by the increasing number of international journals and conferences devoted entirely or at least in large part to this subject. This is partly because today's machines make it possible to take into account more and more complex models, to couple physical and chemical processes, etc. At the same time, new energy and environmental needs make it necessary to model more complex processes such as Enhanced Oil Recovery (EOR) techniques, CO<sub>2</sub> sequestration, and unconventional gas recovery techniques. Further, demands for greater precision and security call for models destined to be used for very large numbers of simulations, for instance for parameter estimation and sensitivity analysis. Also new computer designs, which make possible greater speed, call for new techniques in modeling as well as in programming that can take advantage of ever expanding machine capabilities.

The oil industry was among the first to use really large scale numerical simulation as an integral part of its functioning. Today the role of numerical modeling has only increased and continues to do so in this industry and in other industries related to the geosciences. To elaborate, for chemical EOR, for CO<sub>2</sub> storage and for unconventional gas recovery techniques, to name a few domains, one must couple models that account for flow and transport with models that account for chemical reaction. These processes often happen on very different time scales and the interaction is often highly nonlinear. Both of these phenomena create modeling challenges. In various applications fractures must be taken into account, and while quite useful in many places, double continuum models do not always suffice. For this reason over the last few years there has been a growing interest in discrete models for flow in fractured media. These discrete fracture models call for modeling on different spatial scales as well as on different time scales (since flow is generally more rapid in the fractures). In addition it is in many cases important to know when fractures may open further or close. This calls for coupling flow models with deformation models. In basin models fractures or faults are often due to slippage of one volume of rock with respect to another and thus a deformation process must be taken into account. Along with the coupling problems, these phenomena create meshing problems for spatial discretization. Other modeling problems arise because of a desire to take into account more physical phenomena calling for pore scale modeling and then coupling with larger scale phenomena. In addition the desire for greater precision is always somewhat at odds with the need for stability in numerical modeling. Large and heterogeneous problems require more sophisticated numerical solvers. Highly nonlinear problems require nonlinear solution techniques and numerical optimization.

Because in the geosciences a large part of the data that goes into the numerical models as coefficients is known only approximately, there is a large need to solve inverse problems, parameter estimation problems. Here again we see the need for numerical optimization. And, of course, numerical optimization is needed for optimizing certain physical processes like the injection of expensive polymers for EOR so that the cost of the chemicals injected doesn't offset the price of the recovered hydrocarbons. Sensitivity analysis is another part of numerical modeling. To obtain more reliable results from a simulator we may need to obtain better estimates of some uncertain parameters. However not all parameters play equally important roles. Thus it is useful to know the sensitivity of the output of a model to the various input parameters. Finally to fully exploit the ongoing advances in the power of computers, new solution methods need to be developed to take advantage of new computer architectures.

Even if today computers can perform  $10^{15}$  operations per second and can solve finite element systems with more than a trillion unknowns, our modeling needs have more than kept pace with the growth in computer capacity. Hence it seems highly appropriate that *Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles* devotes a special issue to numerical modeling in the geosciences. In this issue containing fifteen articles several of the important modeling problems mentioned above are addressed.

Three articles in particular treat the problem of flow in a porous medium containing fractures or faults. Each of these relies on a discrete or reduced fracture model. In the article by **B. Ganis, V. Girault, M. Mear, G. Singh and M. Wheeler**, a numerical model for fractures in a poroelastic medium is introduced. This contribution couples flow with deformation as the width of the fracture is allowed to vary over time. The article of **I. Faille, M. Thibaut, M.-C. Cacas, P. Havé, F. Willien, S. Wolf, L. Agelas and S. Pégaz-Fiornet** is concerned with basin simulation. The model proposed allows for thickening of layers due to sedimentation, and the discrete fracture model allows for slippage along the faults. A model for multiphase flow introduced in the third of these articles, an article by **A. Fumagalli and A. Scotti**, uses an extended finite element method (XFEM) to avoid the problem of needing to have a discretization grid that matches up with the fractures.

In addition to the article mentioned above, two other articles are motivated by basin modeling. A method for improving the quality of meshes needed for the complex geometries and the ongoing deformations is proposed in a paper by **B. Yahiaoui, H. Borouchaki and A. Benali**. In particular, the process reduces the number of non hexahedral elements in a mesh made up of multiple geometric forms. In the contribution of **M. Thibaut, A. Jardin, I. Faille, F. Willien and X. Guichet**, a workflow for linking depth seismic imaging with kinematics and simulation is introduced and tested.

Chemical Enhanced Oil Recovery (EOR) is the topic taken up in two of the articles. In the paper by **B. Braconnier, E. Flauraud and Q.L. Nguyen**, an implicit fractional step method is introduced (to avoid an expensive fully coupled implicit scheme) to simulate polymer flooding. The article of **F. Douarche, S. Da Silva, M. Feraille, G. Enchéry, S. Touzani and R. Barsalou** is concerned with optimizing a surfactant polymer flooding process while taking into account uncertainty in the model coefficients. A Response Surface Methodology (RSM) is proposed.

The contribution of **S. Touzani and D. Busby** also deals with uncertainty in reservoir simulation. A screening method based on modified derivative based global sensitivity indices (DGSM indices), which have a lower computational cost, is presented.

The problem addressed in the paper by **F. Verga, D. Viberti, E. Salina Borello and C. Serazio** is the simulation of injection tests. The pressure profile, as well as that of its time derivative, produced by such simulations is often troubled by nonphysical oscillations. In this article, an adaptive time step method is introduced to eliminate this problem. The article of **S. Gómez, G. Ramos, A. Mesejo, R. Camacho, M. Vásquez and N. del Castillo** is concerned with well test analysis for the parameterization of a petroleum reservoir. It is based on

a nonlinear least squares algorithm in the Laplace domain where an analytic solution is calculated. A global method is proposed for solving the resulting ill posed minimization problem.

In a paper by **V. Baron**, **Y. Coudière** and **P. Sochala**, the concern is geological storage of CO<sub>2</sub> in deep aquifers. Different methods for the spatial discretization, the Discrete Duality Finite Volume (DDFV) method and two versions of the Discontinuous Galerkin (DG) method are compared (for unsteady, single phase flow).

In a paper by **B. Amaziane**, **M. Bourgeois** and **M. El Fatini**, the simulation of the flow and transport of radionuclides is studied. A strategy for adaptive local refinement in both space and time based on error indicators is introduced for a control volume finite element discretization of a flow and transport problem. The contribution of **D.A. Di Pietro** and **M. Vohralík** is also concerned with error analysis and adaptive algorithms. This review article examines three types of spatial discretization methods for the diffusion problem. It then looks at *a posteriori* error analysis and adaptive algorithms for the spatial mesh and the time step as well as for stopping criteria for iterative solvers.

Finally two articles treat the topic of linear solvers for flow in highly heterogeneous media. The article of **V. Dolean**, **P. Jolivet**, **F. Nataf**, **N. Spillane** and **H. Xiang** is concerned with Schwarz domain decomposition iterative algorithms. A particular coarse space is introduced to avoid the problem of convergence plateauing that persists even with standard two level domain decomposition algorithms when the medium is highly heterogeneous. In the paper by **A. Anciaux-Sedrakian**, **P. Gottschling**, **J.-M. Gratien** and **T. Guignon**, several linear solvers used in large reservoir simulators are studied. In particular, a comparison of their performances on new hardware configurations is carried out.

This collection of articles, treating such diverse topics as the coupling of different physical phenomena, the treatment of fractures, sensitivity analysis, parameter estimation, optimization, discretization schemes, meshing difficulties and algebraic solvers, provides many useful contributions toward meeting the challenges encountered today in numerical modeling in the geosciences.



# Éditorial

## MODÉLISATION NUMÉRIQUE EN GÉOSCIENCES

Jean E. Roberts

*INRIA Paris-Rocquencourt*

Il y a vingt ans, certains prédisaient que l'accroissement des capacités informatiques des machines modernes allait mettre fin au développement des techniques numériques de modélisation dans le domaine des géosciences. Rien ne s'est avéré plus éloigné de la réalité. Malgré, et même à cause de, l'amélioration continue des capacités de calcul, il y a eu un besoin croissant de nouvelles techniques de simulation numérique, comme l'atteste le nombre important de revues et de conférences internationales entièrement consacrées, ou au moins en grande partie, à ce sujet. Ceci s'explique en partie par le fait que les machines actuelles permettent de prendre en compte des modèles de plus en plus complexes, de coupler des processus physiques et chimiques, etc. Dans le même temps, du fait des besoins environnementaux et en nouvelles énergies, il reste nécessaire de modéliser les processus les plus complexes, comme la récupération assistée du pétrole (*Enhanced Oil Recovery*, EOR), la séquestration du CO<sub>2</sub>, et les techniques de récupération des gaz non conventionnels. En outre, les besoins pour une plus grande précision et fiabilité font appel à des modèles destinés à être utilisés pour un très grand nombre de simulations par exemple pour l'estimation de paramètres et pour l'analyse de sensibilité. Il faut signaler que si les nouvelles architectures matérielles permettent une plus grande vitesse de calcul, elles requièrent de nouvelles techniques tant en modélisation qu'en programmation pour pouvoir profiter de ces capacités toujours croissantes.

L'industrie pétrolière a été parmi les premières à utiliser la simulation numérique à très grande échelle. Aujourd'hui, le rôle de la modélisation numérique continue de croître dans cette industrie comme dans d'autres secteurs liés aux géosciences. Dans le développement de l'EOR chimique, du stockage de CO<sub>2</sub> et pour la récupération de gaz non conventionnels, pour ne nommer que quelques domaines, il est nécessaire de coupler des modèles prenant en compte l'écoulement et le transport avec des modèles qui traitent des réactions chimiques ou d'effets géomécaniques. Les processus se produisent souvent sur des échelles de temps très différentes et l'interaction est souvent fortement non linéaire. Ces couplages de phénomènes créent des défis pour la modélisation. Dans diverses applications, les fractures doivent être prises en compte, et bien qu'étant très utiles dans de nombreux cas, les modèles à double continuum ne suffisent pas toujours. Pour cette raison, au cours de ces dernières années, il y a eu un intérêt croissant pour des modèles discrets de l'écoulement en milieu fracturé. Ces modèles de fractures discrètes font appel à différentes échelles spatiales ainsi qu'à différentes échelles de temps (du fait que l'écoulement est généralement plus rapide dans les fractures). En outre, il est dans de nombreux cas important de savoir quand les fractures peuvent progresser ou se fermer. Cela nécessite le couplage de modèles d'écoulement avec ceux de déformation. Dans les modèles de bassin, les fractures sont souvent dues à un glissement d'un terrain par rapport à un autre et donc un processus de déformation doit être pris en compte. En plus des difficultés de couplage, ces phénomènes créent des problèmes de maillage pour la

discrétisation spatiale. D'autres problèmes de modélisation se posent pour prendre en compte des phénomènes plus physiques nécessitant une modélisation à l'échelle des pores, puis un couplage avec des phénomènes de plus grande échelle. En outre, le désir d'une plus grande précision est toujours un peu en contradiction avec la nécessité de stabilité dans la modélisation numérique. De gros problèmes hétérogènes exigent des méthodes numériques plus sophistiquées. Les problèmes fortement non linéaires nécessitent des techniques de résolution non linéaires et des méthodes d'optimisation numérique. Parce qu'en géosciences une grande partie des données qui alimentent les modèles numériques n'est connue qu'approximativement, il s'ensuit un grand besoin pour résoudre les problèmes inverses, les problèmes d'estimation des paramètres. Ici encore, nous voyons un besoin pour l'optimisation numérique. Et bien entendu, l'optimisation numérique est nécessaire pour certains processus physiques, comme l'injection de polymères ou de surfactants, afin que le bilan entre le coût des produits chimiques injectés et le prix des hydrocarbures récupérés soit économiquement favorable. L'analyse de sensibilité est une autre partie de la modélisation numérique, car pour obtenir des résultats plus fiables d'un simulateur, nous avons besoin d'obtenir de meilleures estimations de certains paramètres incertains. Cependant, tous les paramètres n'ont pas la même importance, et ainsi, il est utile de connaître la sensibilité des résultats d'un modèle en fonction des divers paramètres d'entrée. Enfin, pour exploiter pleinement les progrès constants de la puissance des ordinateurs, de nouvelles méthodes de résolution doivent être développées pour tirer parti des nouvelles architectures des ordinateurs.

Même si les ordinateurs peuvent aujourd'hui effectuer  $10^{15}$  opérations par seconde et peuvent résoudre des systèmes d'éléments finis avec plus de mille milliards d'inconnues, nos besoins en modélisation ont plus que seulement suivi le rythme de croissance de la capacité des ordinateurs. Il semble donc tout à fait approprié que *Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles* consacre un numéro spécial à la modélisation numérique dans le domaine des Géosciences. Dans ce numéro contenant quinze articles, plusieurs des problèmes de modélisation importants mentionnés ci-dessus sont abordés.

Trois articles en particulier traitent du problème de l'écoulement dans un milieu poreux contenant des fractures ou des failles. Chacun de ceux-ci repose sur un modèle discret ou réduit de fractures. Dans l'article de **B. Ganis, V. Girault, M. Mear, G. Singh et M. Wheeler** un modèle numérique de fractures dans un milieu poro-élastique est introduit. Cette contribution couple écoulement et déformation du fait que la largeur de la fracture peut varier dans le temps. L'article de **I. Faille, M. Thibaut, M.-C. Cacas, P. Havé, F. Willien, S. Wolf, L. Agelas et S. Pégaz-Fiornet** considère la simulation de la formation de bassin sédimentaire. Ce modèle permet la croissance des couches due à la sédimentation, et un modèle discret de fractures prend en compte le glissement le long des failles. Un modèle d'écoulement multiphasique est introduit dans le troisième de ces articles: **A. Fumagalli et A. Scotti** utilisent une méthode d'éléments finis étendus (*extended finite element method*, XFEM) pour éviter d'avoir à utiliser des maillages qui s'appuient sur les fractures.

En plus de l'article mentionné ci-dessus, deux autres articles s'intéressent à la modélisation de bassin. Une méthode pour améliorer la qualité des mailles nécessaires pour les géométries complexes et les déformations dans les temps est proposée dans un article de **B. Yahiaoui, H. Borouchaki et A. Benali**. En particulier le procédé permet de réduire le nombre d'éléments non hexaédriques dans un maillage constitué de multiples formes géométriques. Dans la contribution de **M. Thibaut, A. Jardin, I. Faille, F. Willien et X. Guichet** un workflow pour relier l'imagerie sismique de profondeur à la cinématique et à la simulation est introduit et testé.

La récupération assistée du pétrole (*Enhanced Oil Recovery*, EOR) par voie chimique est le thème abordé dans deux des articles. Dans le papier de **B. Braconnier, E. Flauraud et Q.L. Nguyen** une méthode de pas fractionnaire implicite est introduite (pour éviter un schéma coûteux de couplage entièrement implicite) pour simuler l'injection de polymères. L'article de **F. Douarche, S. Da Silva, M. Feraille, G. Enchéry, S. Touzani et R. Barsalou** se préoccupe de l'optimisation d'une injection de polymères et de tensioactifs tout en tenant



compte de l'incertitude sur les coefficients du modèle. Une méthodologie de surface de réponse (*Response Surface Methodology*, RSM) est proposée.

La contribution de **S. Touzani** et **D. Busby** traite également de l'incertitude dans la simulation de réservoirs. Afin de réduire le nombre d'appels au simulateur, de nouveaux indices, nommés DGSM (*Derivative based Global Sensitivity Measures*) basés sur la moyenne des dérivées partielles, ont été introduits. Dans leur article, une version révisée des indices DGSM est proposée afin d'améliorer leur efficacité et leur convergence dans le cas où très peu de simulations peuvent être effectuées.

Le problème abordé dans l'article de **F. Verga**, **D. Viberti**, **E. Salina Borello** et **C. Serazio** est la simulation de tests d'injection. Le profil de pression, ainsi que celui de sa dérivée dans le temps, produit par ces simulations, est souvent perturbé par des oscillations non physiques. Dans cet article, une méthode de pas de temps adaptatif est introduite pour éliminer ce problème. L'article de **S. Gómez**, **G. Ramos**, **A. Mesejo**, **R. Camacho**, **M. Vásquez** et **N. del Castillo** concerne l'analyse de test de puits pour le paramétrage d'un réservoir de pétrole. Il est basé sur un algorithme non linéaire des moindres carrés dans le domaine de Laplace, où une solution analytique est calculée. Une méthode globale est proposée pour résoudre le problème de minimisation mal posé résultant de ce problème.

Le sujet de l'article de **V. Baron**, **Y. Coudière** et **P. Sochala** est le stockage géologique du CO<sub>2</sub> dans les aquifères profonds. Différentes méthodes pour la discrétisation spatiale, la dualité discrète en volume fini (*Discrete Duality Finite Volume*, DDFV) et deux versions de la méthode discontinue de Galerkin (*Discontinuous Galerkin*, DG) sont comparées (pour des écoulements instationnaires et monophasiques).

Dans l'article de **B. Amaziane**, **M. Bourgeois** et **M. El Fatini**, la simulation de l'écoulement et du transport des radionucléides est étudiée. Une stratégie de raffinement local adaptatif dans l'espace et le temps basée sur des indicateurs d'erreur est introduite pour une méthode d'éléments finis à volumes de contrôle discrétisant un problème d'écoulement et de transport.

La contribution de **D.A. Di Pietro** et **M. Vohralík** traite également d'analyse d'erreur et d'algorithmes adaptatifs. Cet article de synthèse examine trois types de méthodes de discrétisation spatiale pour le problème de la diffusion. Il se penche ensuite sur une analyse d'erreur *a posteriori* et sur des algorithmes adaptatifs pour le maillage spatial et le pas de temps aussi bien que sur les critères d'arrêt des solveurs itératifs.

Enfin, deux articles traitent le sujet des solveurs linéaires pour l'écoulement dans des milieux fortement hétérogènes. L'article de **V. Dolean**, **P. Jolivet**, **F. Nataf**, **N. Spillane** et **H. Xiang** concerne l'algorithme itératif de Schwarz pour la décomposition de domaine. Un espace grossier spécifique est introduit pour éviter le problème des plateaux de convergence qui persiste même avec des algorithmes de décomposition de domaine à deux niveaux standards lorsque le milieu est très hétérogène. Dans l'article de **A. Anciaux-Sedrakian**, **P. Gottschling**, **J.-M. Gratien** et **T. Guignon**, plusieurs solveurs linéaires utilisés dans les grands simulateurs de réservoir sont étudiés. En particulier, une comparaison de leurs performances sur différentes configurations informatiques récentes est réalisée.

Ce recueil d'articles traitant de divers sujets tels que le couplage de différents phénomènes physiques, le traitement des fractures, des analyses de sensibilité, l'estimation des paramètres, l'optimisation, les schémas de discrétisation, les difficultés de maillage et des solveurs algébriques, fournit de nombreuses contributions utiles pour relever les défis rencontrés aujourd'hui dans le domaine de la modélisation numérique dans les géosciences.